



ПРАКТИКА ОТБОРА ГЛУБИННЫХ ПРОБ В МНОГОФАЗНЫХ ПОТОКАХ. ЧАСТЬ 3: ОЦЕНКА СВОЙСТВ НАЧАЛЬНОЙ ПЛАСТОВОЙ НЕФТИ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ИССЛЕДОВАНИЙ ИСКАЖЕННЫХ ПРОБ

© Коллектив авторов,
2025



**А.А. Лобанов^{1,2,*}, А.В. Южанинов¹, В.А. Коваленко^{1,2}, Р.В. Бондарев²,
И.А. Тихомиров¹, М.А. Аксенов¹, М.А. Звонков¹, В.Л. Каспирович¹, Т.С. Ющенко¹,
И.И. Газизуллин¹, А.А. Охотникова¹, А.В. Волков¹, Д.Ю. Колупаев¹**

¹Группа компаний «Газпром нефть», РФ, Санкт-Петербург

²Казанский (Приволжский) федеральный университет, РФ, Казань

Электронный адрес: ProNeft@gazprom-neft.ru

Цель. В работе представлены примеры результатов оценок свойств начальной пластовой нефти при исследовании искажённых проб пластовых флюидов.

Методы. Отбирались:

1) Глубинные пробы нелетучей нефти в условиях фонтанирующего притока первой поисково-оценочной скважины.

2) Устьевые пробы летучей нефти в условиях фонтанирующего притока истощенной залежи.

По отобранным пробам проводился комплекс стандартного PVT-анализа. Устьевые пробы рекомбинировались с применением разработанного авторами эвристического алгоритма расчета состава газа покомпонентной рекомбинации.

Результаты. Проиллюстрировано применение методологии работы с пробами, отобранными в многофазных потоках. Даны рекомендации по некоторым оптимальным комплексам исследований.

Заключение. Результаты работы рекомендуется применять при разработке образовательных материалов и учитывать при планировании работ по отбору и исследованиям проб пластовых флюидов.

Ключевые слова: глубинные пробы, многофазные потоки, искаженные пробы, PVT-свойства

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Финансирование: работа выполнена при поддержке средств субсидии, выделенной Казанскому федеральному университету для выполнения государственного задания в сфере научной деятельности (проект № FZSM-2021-0025).

Для цитирования: Лобанов А.А., Южанинов А.В., Коваленко В.А., Бондарев Р.В., Тихомиров И.А., Аксенов М.А., Звонков М.А., Каспирович В.Л., Ющенко Т.С., Газизуллин И.И., Охотникова А.А., Волков А.В., Колупаев Д.Ю. Практика отбора глубинных проб в многофазных потоках. Часть 3: оценка свойств начальной пластовой нефти по результатам исследований искаженных проб. PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2025;10(2):29–38. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-2-29-38>

Статья поступила в редакцию 25.02.2025

Принята к публикации 17.03.2025

Опубликована 30.06.2025

PRACTICE OF DOWNHOLE SAMPLING IN MULTIPHASE FLOWS. PART 3: ESTIMATION OF THE INITIAL RESERVOIR OIL PROPERTIES BASED ON THE RESULTS OF DISTORTED SAMPLES STUDIES

**Alexey A. Lobanov^{1,2,*}, Andrey V. Yuzhaninov¹, Vyacheslav A. Kovalenko^{1,2}, Igor A. Tikhomirov¹,
Maxim A. Aksenov¹, Mikhail A. Zvonkov¹, Vladimir L. Kaspirovich¹, Taras S. Yushchenko¹,
Ilnur I. Gazizullin¹, Alexandra A. Okhotnikova¹, Alexey V. Volkov¹, Dmitry Yu. Kolupaev¹**

¹Gazprom нефть company group, RF, Saint-Petersburg

²Kazan Federal University, RF, Kazan

E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Aim. The paper presents examples of the results of assessments of the properties of the initial reservoir oil in the study of distorted samples of reservoir fluids.

Methods. Sampled:

1) Downhole samples of non-volatile oil in the conditions of a gushing inflow of the first well.

2) Wellhead samples of volatile oil in conditions of a gushing inflow of depleted reservoir.

A set of standard PVT analysis was performed on the samples. The wellhead samples were recombined using a heuristic algorithm developed by the authors for calculating the composition of a component-by-component recombination gas.

Results. The application of the methodology for working with samples taken in multiphase flows is illustrated. Recommendations are given on some optimal set of studies.

Conclusion. the results of the work are recommended to be used in the development of educational materials and taken into account when planning work on sampling reservoir fluids.

Keywords: downhole samples, multiphase flow, distorted samples, PVT-properties

Conflict of interest: the authors declare that there is no conflict of interest.

Financing: this work was funded by the subsidy allocated to Kazan Federal University for state assignment in the sphere of scientific activities (Project no. FZSM-2021-0025).

For citation: Lobanov A.A., Yuzhaninov A.V., Kovalenko V.A., Tikhomirov I.A., Aksenov M.A., Zvonkov M.A., Kaspirovich V.L., Yushchenko T.S., Gazizullin I.I., Okhotnikova A.A., Volkov A.V., Kolupaev D.Yu. Practice of downhole sampling in multiphase flows. Part 3: Estimation of the initial reservoir oil properties based on the results of distorted samples studies. PRONEFT. Professionally about oil. 2025;10(2):29–38. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-2-29-38>

Manuscript received 25.02.2025

Accepted 17.03.2025

Published 30.06.2025

ВВЕДЕНИЕ

В предыдущих частях данного цикла статей [1, 2] авторы представили некоторые практические рекомендации к отбору глубинных проб в многофазных потоках; причем основной упор делался на проблематику водонефтяных систем. Решение таких задач упрощается предположением о незначительности массообмена между нефтью и водой; соответственно решение задачи отбора глубинных проб нефти в обводненном потоке сводится к поиску решений по отделению двух несмешивающихся фаз друг от друга. В случае же газонефтяных потоков все гораздо сложнее; как показано в работе [3], взаимодействие нефти и газа может приводить к глубокому искажению целевого флюида. В таких условиях решение задач недропользователей требует комплексных подходов, включающих анализ исторических лабораторных и промысловых данных и PVT-моделирование. В данной работе приведены примеры применения таких подходов для случаев отбора глубинных и устьевых проб при испытании и эксплуатации скважин.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

Напомним некоторые предлагаемые определения из цикла статей [3–5].

- **Техногенное воздействие на пласт** — любые технологические процессы, приводящие к изменению состояния пластовых флюидов. Техногенное воздействие может быть значительным и незначительным:
 - **Незначительное техногенное воздействие на пласт** — техногенное воздействие, при котором возможно отобрать пробу целевого начального пластового

флюида экономически целесообразными методами.

– **Значительное техногенное воздействие на пласт** — техногенное воздействие, в результате которого невозможно отобрать пробу целевого начального пластового флюида экономически целесообразными методами.

- **Целевой флюид отбора** — флюид, пробу которого необходимо отобрать для решения поставленной задачи. В качестве целевого флюида отбора могут выступать нефть, газ, конденсат, вода, эмульсии, многофазные смеси и т.д.
- **Целевое состояние флюида** — состояние, при котором исследуемый флюид обладает всем набором свойств для получения необходимой для решения поставленной задачи информации. По целевому состоянию пластовые флюиды делятся на начальные, текущие, техногенные и технологические.
- **Восстановление флюида** — процедура приведения отобранного флюида в целевое состояние. Примером процедуры восстановления флюида может выступать донасыщение частично дегазированной нефти газом.
- **Целевая фаза флюида** — фаза, пробу которой необходимо восстановить до целевого состояния при невозможности отобрать качественную пробу целевого флюида.

ПОСТАНОВКА ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКОЙ ЗАДАЧИ ОТБОРА ГЛУБИННЫХ ПРОБ В ОБСАЖЕННОМ СТВОЛЕ СКВАЖИНЫ

Отбор глубинных проб производился в период января–февраля 2023 г. при испытании первой поисково-оценочной скважины, вскрывшей низкопроницаемую залежь.

После проведения ГРП скважина сутки отстаивалась, затем была открыта на разрядку, очистку и вывод на режим. Сепарация и замер скважинной продукции производилась через трехфазный испытательный сепаратор с жидкостными турбинными и газовым диафрагменным расходомерами. Контроль обводненности выполнялся с помощью отбора проб скважинной продукции через щелевое пробоотборное устройство. Работы по отбору проб производились с применением глубинного пробоотборника и комплекса промысловой оценки качества, описанных в работах [2, 6, 7]. Непосредственно на объекте проведения работ по отбираемым пробам проводились процедуры отведения воды под давлением, замера PV-изотермы и стандартной сепарации.

При отработке скважины на штуцере 6 мм был зафиксирован стабильный газовый фактор $251 \text{ м}^3/\text{м}^3$ и плотность дегазированной УВ жидкости скважинной продукции $814 \text{ кг}/\text{м}^3$, что позволяет классифицировать пластовый флюид как нелетучую (англ. Non-volatile Oil) пластовую нефть. Напомним, что **пластовой нефтью** авторы называют совокупность преимущественно углеводородных соединений, находящихся в пласте в жидком состоянии от начального до текущего момента техногенного воздействия.

Поскольку категория скважины — поисково-оценочная, очевидно, что основной геолого-технической задачей отбора и исследований проб являлось проведение стандартного комплекса определения PVT и физико-химических характеристик пластовой нефти для ПЗ и создания PVT-модели. Согласно государственным требованиям наиболее приоритетным **целевым состоянием отбираемого флюида** для данной задачи является его **начальное состояние** (то есть требовалось отобрать пробу **начальной пластовой нефти** — пластовой нефти, находящейся в пласте на текущий момент техногенного воздействия с неизменным составом), что относит поставленную задачу к **категории 2 — геолого-техническим задачам, решаемым на стадии незначительного техногенного воздействия на залежь за счет исследования проб начального пластового флюида или его рекомбинации** [5].

Сразу после запуска скважины и выноса свободного пропанта была выполнена серия спуско-подъемных операций манометра-термометра с расчетом эффективной плотности потока по стволу скважины. Эти данные использовались для адаптации модели стационарного потока в специализированном ПО. Оценочное значение давления насыщения нефти газом, полученное по результатам

анализа зависимости эффективной плотности потока от глубины [4], составляло 23,7 МПа при 86 °С. Несмотря на высокий темп снижения забойного давления (порядка 1,5 МПа в сутки), значительная степень недонасыщения флюида (пластовое давление составляло 60,4 МПа) могло позволить выполнить работы по отбору проб в нормальном режиме даже несмотря на большую (более 50 %) обводненность скважинной продукции; однако решающую роль в процессе испытания скважины сыграли следующие осложнения.

- Экстремальные метеорологические условия: периодически работы останавливались по причине низкой температуры (ниже -45 °С) и метели.

ПРЕДСТАВЛЕНО ПРАКТИЧЕСКОЕ ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДОЛОГИИ ПО РАБОТЕ С ИСКАЖЁННЫМИ ПРОБАМИ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ, ОТОБРАННЫМИ В МНОГОФАЗНЫХ ПОТОКАХ, ДАНЫ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО НЕКОТОРЫМ ОПТИМАЛЬНЫМ КОМПЛЕКСАМ ИССЛЕДОВАНИЙ.

- Формирование гидратных пробок как в лубрикаторе, так и в стволе НКТ. В качестве противогидратных мероприятий проводилось растепление лубрикатора и закачка горячего раствора хлорида кальция, что требовало остановки скважины и последующего ее вывода на режим.

Всего в процессе испытания удалось отобрать 3 глубинные пробы, причем две из них (№1 и 2) по всем признакам соответствовали начальной пластовой нефти, однако имели высокую обводненность, а одна (№3) была отобрана в условиях разгазирования флюида на забое, однако была полностью безводна (напомним, что такие параметры, как давление насыщения нефти газом при температуре отбора и обводненность пробы, определялись непосредственно на объекте проведения работ). Уже на этапе отбора проб стало очевидно, что объема проб №1 и 2 будет достаточно, чтобы провести минимально необходимый комплекс исследований для получения и усреднения подсчетных параметров по ступенчатой сепарации, однако:

- объема пробы №1 не хватало на проведение дифференциального разгазирования;
- объема пробы №2 хватало на проведение дифференциального разгазирования, однако не хватало на проведение замеров вязкости и плотности на ступенях дифференциального разгазирования.

Таким образом, поведение вязкости нефти в процессе дифференциального разгазирования оставалось не исследованным,

а для низкопроницаемых коллекторов данная категория неопределенностей является одной из ключевых. Однако, поскольку:

- степень дегазации флюида на забое была незначительной (5 % по давлению насыщения нефти газом);
- пластовая нефть классифицировалась как нелетучая;
- адаптированная на результаты ПГИ модель стационарного потока показывала пузырьковую структуру [4] на забое скважины;

авторы спрогнозировали, что искажение пробы №3 **не приведет к существенному изменению коэффициента растворимости газа в нефти**. В качестве решения проблемы прогнозирования вязкости при дифференциальном разгазировании флюида был предложен следующий подход:

- 1) провести полный комплекс исследований пробы №3;
- 2) использовать результаты исследований пробы №3 при настройке уравнения состояния для уточнения вязкости пластовой нефти.

В связи с тем что условия выполнения работ на объекте соответствовали критериям **значительного воздействия на залежь** [5], а отобранная проба могла выступать источником необходимой информации, ее задача поменялась с категории №2 на категорию №5 и определилась как **геолого-техническая задача, решаемая за счет исследования фазы пластового флюида**. Под фазой в данном случае подразумевается частично дегазированная нефть.

ПОСТАНОВКА ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКОЙ ЗАДАЧИ ОТБОРА И ВОССТАНОВЛЕНИЯ УСТЬЕВЫХ ПРОБ

В работе [8] авторами представлен эвристический алгоритм расчета компонентного состава газа рекомбинации. Данный алгоритм способен решить задачу воспроизведения известного состава начальной пластовой нефти путем смешения чистых веществ с устьевой пробой нефти (так называемая процедура **покомпонентной рекомбинации**) в условиях отсутствия адаптированного уравнения состояния. Такая задача зачастую возникает в случае отсутствия у недропользователя возможности отбора глубинных проб или проб для проведения рекомбинации.

В качестве примера рассмотрим с точки зрения предлагаемой методологии один из кейсов (конкретно, Флюид 6), рассмотренных в статье [8]. Напомним, что исследуемый объект представлял собой истощенную

нефтяную залежь; пробы отбирались со скважины эксплуатационного фонда для проведения исследований водогазового воздействия. По дизайну эксперимента требовалось воссоздание начальной пластовой нефти для насыщения составных керновых колонок. Итак:

1. **Целевым флюидом отбора** является устьевая дегазированная нефть скважинной продукции; **целевым состоянием флюида** является начальное состояние пластовой нефти.
2. В связи с истощением залежи и исходя из дизайна планируемого эксперимента поставленная задача отнесена к:
 - a. Категории 3: **геолого-техническая задача, решаемая на стадии значительного техногенного воздействия на залежь за счет восстановления отобранного флюида до состояния начального пластового флюида**.
 - b. Подкатегории А — **геолого-технические задачи, требующие воссоздания комплексного набора свойств пластового флюида**.
3. Процедурой **восстановления** начального состояния пластовой нефти выступает покомпонентная рекомбинация до заданного состава.

РЕЗУЛЬТАТЫ

РЕЗУЛЬТАТЫ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ И PVT-МОДЕЛИРОВАНИЯ ГЛУБИННЫХ ПРОБ

Сводные результаты по глубинным пробам представлены в **таблице 1**.

Основные PVT-характеристики проб нелетучей нефти представлены на **рис. 1**. Они полностью подтверждают прогнозируемый тип искажения пробы №3, поскольку:

- 1) кривые дифференциального разгазирования проб №2 и 3 совпадают;
- 2) корреляция «газосодержание — давление насыщения» по результатам стандартной сепарации комплекта проб характеризуется высоким R^2 ;
- 3) расхождения параметров проб №1 и 2 не превышают допустимых по дублирующим пробам согласно [9].

При адаптации PVT-модели авторы использовали уравнение состояния Пенга — Робенсона с шифт-поправкой и корреляцией LBC (Lohrenz — Bray — Clark). Адаптация выполнялась по двум сценариям:

1. Настройка единого уравнения состояния проб №1 (проба с наибольшей разницей между давлением отбора и давлением насыщения) и №3.

Таблица 1. Общая информация о пробах нелетучей нефти. Составлено авторами
Table 1. General information about non-volatile oil samples. Prepared by the authors

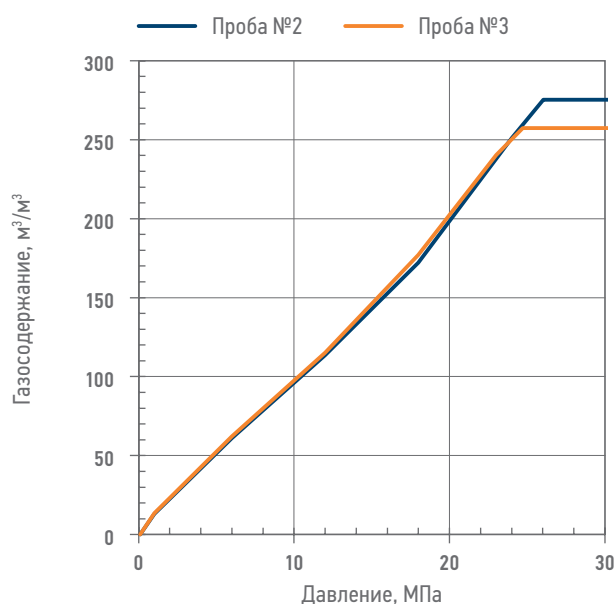
Параметр	Проба 1	Проба 2	Проба 3	
Целевой флюид	Начальная пластовая нефть	Начальная пластовая нефть	Частично дегазированная нефть	
Планируемая / фактическая категория геолого-технической задачи	Категория 2 / Категория 2	Категория 2 / Категория 2	Категория 2 / Категория 5	
Разряд пробы	Осредняемая проба	Осредняемая проба	Прогнозная проба	
Давление отбора / Давление насыщения нефти газом при температуре отбора	33,4 МПа / 26,0 МПа	26,4 МПа / 26,0 МПа	24,7 МПа / 24,7 МПа	
Обводненность пробы / Доступный объем нефти	67 % / 100 см ³	33 % / 200 см ³	0 % / 300 см ³	
Комплекс лабораторных экспериментов	Фактический	Фактический	Фактический	Рекомендуемый
ССЕ-тест	Проводился при 3-х температурах*	Проводился при 3-х температурах*	Проводился при 3-х температурах*	Требуется только при пластовой температуре
Замер вязкости и плотности при давлении выше давления насыщения	Проводился при 3-х температурах*	Проводился при 3-х температурах*	Проводился при 3-х температурах*	Требуется только при пластовой температуре
Стандартная сепарация	Проводилась	Проводилась	Проводилась	Требуется
Ступенчатая сепарация по схеме промысловой подготовки нефти	Проводилась	Проводилась	Проводилась	Не требуется
Дифференциальное разгазирование при пластовой температуре	Недостаточный объем пробы	Проводилось	Проводилось	Требуется
Замер вязкости и плотности на ступенях дифференциального разгазирования	Недостаточный объем пробы	Недостаточный объем пробы	Проводился	Требуется

* — пластовой, промежуточной и стандартной температуре согласно [9].

2. Настройка уравнения состояния пробы №1 с последующей доадаптацией модели на экспериментальную вязкость пробы №3 в двухфазной зоне. Именно для реализации первого варианта авторы провели расширенный набор

экспериментов по пробе №3 (табл. 1). Такой подход позволил весьма точно воспроизвести все PVT-параметры обеих проб, за исключением вязкости: среднее расхождение между экспериментальными и смоделированными точками в двухфазной зоне

А. Кривые дифференциального разгазирования



Б. Корреляция «газосодержание — давление насыщения» по результатам стандартной сепарации

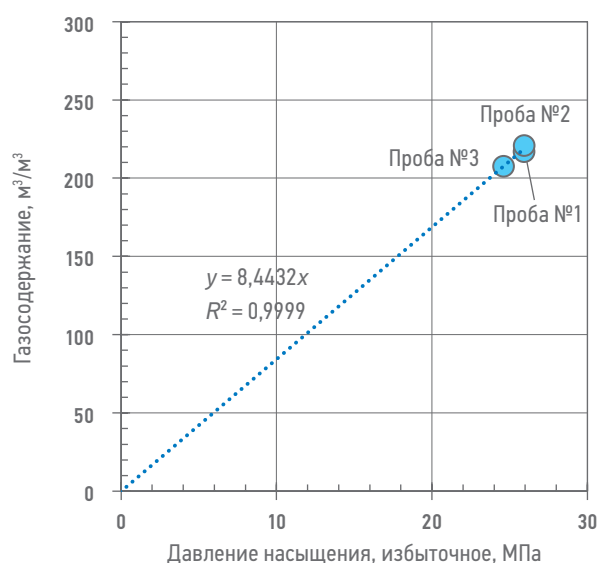


Рис. 1. PVT-характеристики проб нелетучей нефти. Составлено авторами
Fig. 1. PVT-characteristics of non-volatile oil samples. Prepared by the authors

составляло порядка 12 % (известно, что чем большее количество флюидов моделируется, тем менее «гибкой» является модель).

Результаты моделирования по второму сценарию представлены на **рис. 2**. Подход позволил адаптировать модель на экспериментальные данные со средним отклонением в 4 % и коэффициентом $R^2 = 0,991$. На графике видно, что модельная вязкость существенно (выше 10 % от экспериментального значения) уточнена в области давлений ниже 8 МПа.

Таким образом, проведенный комплекс исследований пробы №3 являлся избыточным; в качестве оптимального авторы рекомендуют комплекс, представленный в крайнем правом столбце **табл. 1**. При этом из предлагаемого набора исследований лишь два эксперимента (ССЕ-тест при пластовой температуре, замер вязкости и плотности на ступенях дифференциального разгазирования) предоставляют данные непосредственно для моделирования; остальные эксперименты необходимы для обоснования типа искажения пробы.

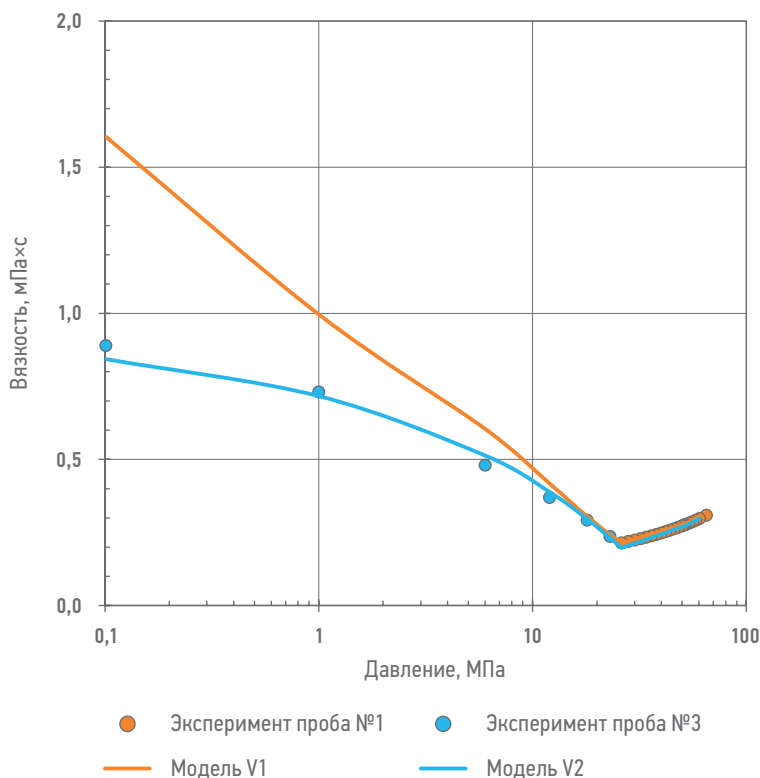


Рис. 2. PVT-характеристики проб нелетучей нефти. V1 — настройка на экспериментальные данные пробы №1; V2 — настройка на экспериментальные данные пробы №1 и 3. Составлено авторами

Fig. 2. PVT-characteristics of non-volatile oil samples. V1 — tuning in to experimental data on sample No. 1; V2 — tuning in to experimental data on sample No. 1 and 3. Prepared by the authors

РЕЗУЛЬТАТЫ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПРОБ УСТЬЕВОЙ НЕФТИ

Для планирования работ принимались исторические данные по составу и PVT-свойствам пластового флюида, определенные по представительным пробам. По отобранной устьевой пробе дегазированной нефти были определены состав и основные физико-химические свойства, на основании чего рассчитывался состав газовой смеси для проведения рекомбинации. Подготовка газа рекомбинации проводилась весовым методом; ограничением метода является возможность экономически целесообразно создавать смесь только до нормального гексана¹. Сопоставление расчетного и фактического состава газа рекомбинации представлено на **рис. 3А**.

Рекомбинация проводилась объемным методом: известное количество газа рекомбинации смешивалось с устьевой пробой. После рекомбинации по пробе проводился ССЕ-тест, замер вязкости и плотности в однофазной зоне и стандартная сепарация. Основные PVT-характеристики представлены на **рис. 3Б-В**. Абсолютные отклонения параметров начальной пластовой нефти и рекомбинированной пробы составляли:

- по молярной массе — 1,1 г/моль (1,6 %);
- по объемному коэффициенту — 0,129 (6,9 %);
- по плотности — 7,2 кг/м³ (0,6 %);
- по вязкости — 0,0105 мПа·с (2,4 %);
- по газосодержанию — 18,05 м³/м³ (5,7 %);
- по давлению насыщения — 0,05 МПа (0,2 %).

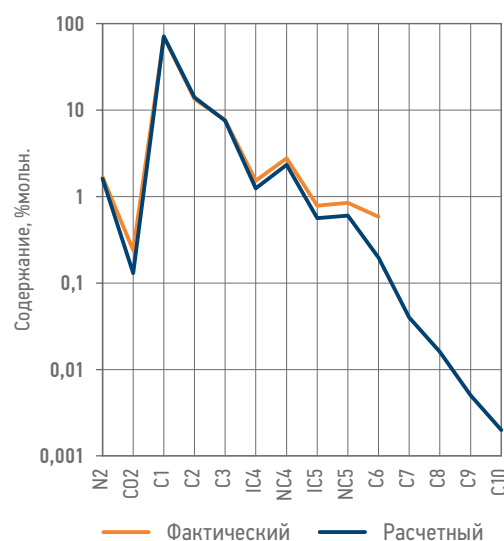
По совокупности отклонений полученные пробы были признаны представительными и использованы для проведения целевого комплекса исследований.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

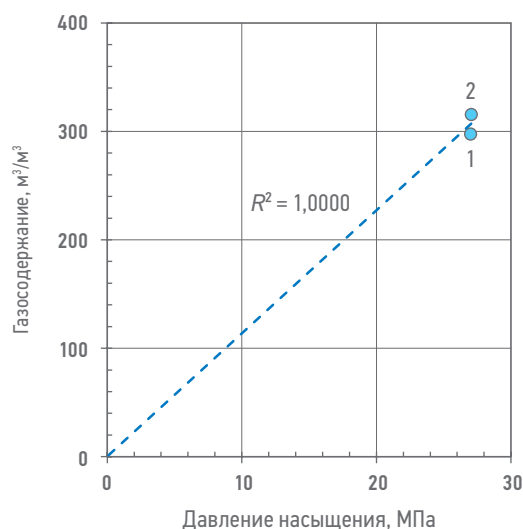
Целевой аудиторией данной статьи авторы считают специалистов недропользователей и сервисных организаций, которые касаются вопросов организации и проведения работ по отбору проб, но для которых верификация свойств пластовых флюидов не является профильной компетенцией. Дело в том, что приведенные подходы не являются секретом для профильных экспертов, однако совершенно не описаны в открытых источниках. Именно поэтому результаты работы рекомендуется

¹ Отметим, что это ограничение делает приоритетным применение метода на поверхностных пробах под давлением, отобранных, например, в металлические контейнеры. Дело в том, что негерметичность емкостей с пробками, отобранными при атмосферном давлении, может привести к улетучиванию компонентов с температурой кипения выше гексана, что может привести к значительным искажениям восстановленной пробы.

А. Расчетный и фактический состав газа рекомбинации



Б. Корреляция «газосодержание — давление насыщения» по стандартной сепарации



В. Заданный и фактический состав пластовой нефти

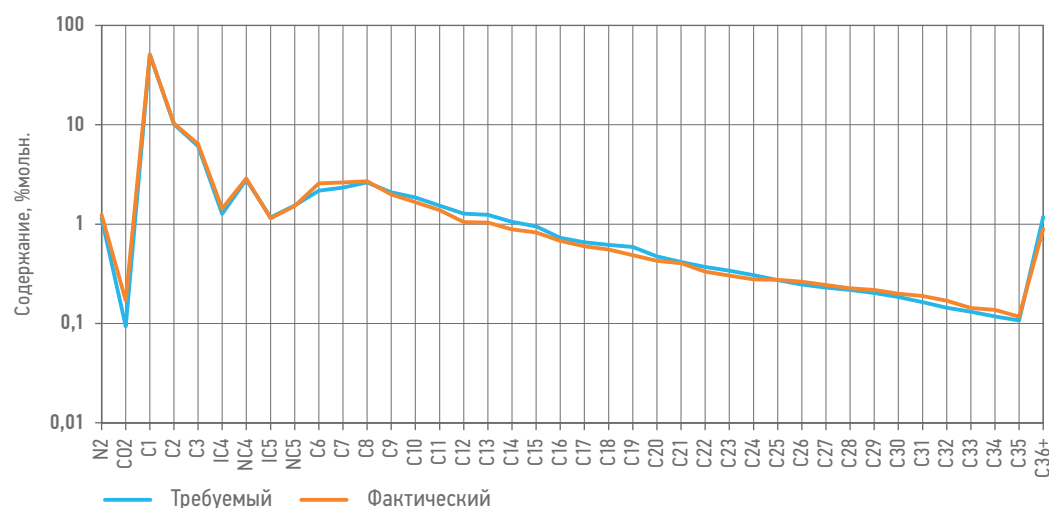


Рис. 3. Результаты лабораторных исследований восстановленной устьевой пробы. 1 — свойства начального пластового флюида; 2 — рекомбинированная устьевая проба. Составлено авторами

Fig. 3. Laboratory results of the recovered well-head oil sample. 1 — properties of initial reservoir fluid; 2 — recombined wellhead sample. Prepared by the authors

применять в первую очередь при разработке образовательных материалов.

СОКРАЩЕНИЯ И ОБОЗНАЧЕНИЯ

ГРП — гидроразрыв пласта;
ПГИ — промысловые геофизические исследования;
ПЗ — подсчет запасов;

УВ — углеводороды; углеводородный;
CCE — аббревиатура, англ. Constant Composition Expansion — расширение при постоянном составе;
PVT — аббревиатура, сложенная из букв английских слов «Pressure» (Давление), «Temperature» (Температура) и «Volume» (Объем); синоним термодинамических исследований и моделирования пластовых флюидов.

Список литературы

1. Лобанов А.А., Южанинов А.В., Коваленко В.А., Тихомиров И.А., Аксенов М.А., Звонков М.А., Каспирович В.Л., Ющенко Т.С., Газизуллин И.И., Охотникова А.А., Волков А.В., Колупаев Д.Ю. Практика отбора глубинных проб в многофазных потоках. Часть 1: Общая классификация подходов. PROНефть. Профессионально о нефти. 2024;1(9):106–116.

2. Лобанов А. А., Южанинов А.В., Коваленко В.А., Тихомиров И.А., Аксенов М.А., Звонков М.А., Каспирович В.Л., Ющенко Т.С., Газизуллин И.И., Охотникова А.А., Волков А.В., Колупаев Д.Ю. Практика отбора глубинных проб в многофазных потоках. Часть 2: Испытание методов минимального влияния на структуру потока внутри НКТ. *ПРОнефть. Профессионально о нефти*. 2024;2(9):50–57.
 3. Лобанов А.А., Купоросов Д.Н., Южанинов А.В., Фуks А.Б. Теория отбора глубинных проб в многофазных потоках. Часть 1: Базовые термины и понятия многофазных потоков. *ПРОнефть. Профессионально о нефти*. 2024;1:6–20.
 4. Лобанов А.А., Купоросов Д.Н., Южанинов А.В., Фуks А.Б. Теория отбора глубинных проб в многофазных потоках. Часть 2: Универсальный классификатор геолого-технических задач отбора проб пластовых флюидов. *ПРОнефть. Профессионально о нефти*. 2024;2(9):34–49.
 5. Лобанов А.А., Купоросов Д.Н., Южанинов А.В., Фуks А.Б. Теория отбора глубинных проб в многофазных потоках. Часть 3: Типология искажений свойств пластовых нефтей. *ПРОнефть. Профессионально о нефти*. 2025;10(2):14–28. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-2-14-28>
 6. Лобанов А.А., Федоровский С.А., Промзелев И.О., Тихомиров Е.В., Звонков М.А., Коваленко В.А., Купоросов Д.Н., Бастрakov А.А., Нартымов В.С., Харисов А.Ю., Стручков И.А., Плешанов Н.Н., Макаров С.Е., Фролов А.С. Сквозной контроль качества глубинных проб от точки отбора до лабораторной установки: это возможно и необходимо. Российская нефтегазовая техническая конференция SPE 12–15 октября 2021. Москва: SPE, 2021. С. 37.
 7. Лобанов А.А., Сафаров И.Ф., Звонков М.А., Антошкин М.В., Фролов А.С., Пискарев М.А., Харисов А.Ю., Колода А.В. Как происходит незамеченное устаревание технологий: история развития и новые сведения о работе глубинных пробоотборников. Российская отраслевая энергетическая конференция, 3–5 октября 2023 г. Москва: Геомодель, 2023. С. 16.
 8. Бондарев Р.В., Сираева И.Р., Сергеев Г.Д., Валева А.И., Сафиуллина А.И., Лобанов А.А. Эвристический алгоритм расчета компонентного состава газа рекомбинации без адаптированного уравнения состояния. Актуальные проблемы нефти и газа. 2024;2(15):97–121.
 9. Ашмян К.Д., Волпин С.Г., Ковалева О.В. Методическое руководство по определению фазового состояния (жидкость — твердая фаза) пластовых нефтей при разработке нефтяных месторождений. 2020; 40 с.
- References**
1. Lobanov A.A., Yuzhaninov A.V., Kovalenko V.A., Tikhomirov I.A., Aksenov M.A., Zvonkov M.A., Kaspirovich V.L., Yushchenko T.S., Gazizullin I.I., Okhotnikova A.A., Volkov A.V., Kolupaev D.Yu. Theory of downhole sampling in multiphase flows. Part 1: basic terms and concepts of multiphase flows. *PRONEFT. Professionally about oil*. 2024;1(9):106–116.
 2. Lobanov A.A., Yuzhaninov A.V., Kovalenko V.A., Tikhomirov I.A., Aksenov M.A., Zvonkov M.A., Kaspirovich V.L., Yushchenko T.S., Gazizullin I.I., Okhotnikova A.A., Volkov A.V., Kolupaev D.Yu. Practice of downhole sampling in multiphase flows. Part 2: Testing of methods of minimal influence on the flow structure inside the tubing. *PRONEFT. Professionally about oil*. 2024;2(9):50–57.
 3. Lobanov A.A., Kuporosov D.N., Yuzhaninov A.V., Fuks A.B. Theory of downhole sampling in multiphase flows. Part 1: Basic terms and concepts of multiphase flows. *PRONEFT. Professionally about oil*. 2024;1.
 4. Lobanov A.A., Kuporosov D.N., Yuzhaninov A.V., Fuks A.B. Theory of downhole sampling in multiphase flows. Part 2: Universal classifier of geological and technical tasks of reservoir fluid sampling. *PRONEFT. Professionally about oil*. 2024;2(9):34–49.
 5. Lobanov A.A., Kuporosov D.N., Yuzhaninov A.V., Fuks A.B. Theory of downhole sampling in multiphase flows. Part 3: Typology of distortion of reservoir fluid samples. *PRONEFT. Professionally about oil*. 2025;10(2):14–28. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-2-14-28>
 6. Lobanov A.A., Fedorovskiy S.A., Promzelev I.O., Tikhomirov Ye.V., Zvonkov M.A., Kovalenko V.A., Kuporosov D.N., Bastrakov A.A., Nartymov V.S., Harisov A.U., Struchkov I.A., Pleshanov N.N., Makarov S.E., Frolov A.S. *End-to-End Quality Control of Downhole Samples from the Sampling Point to the Laboratory Unit: This is Possible and Necessary*. SPE Russ. Pet. Technol. Conf. 12–15 October, Moscow, Russ. OnePetro, 2021.
 7. Lobanov A.A., Safarov I.F., Zvonkov M.A., Antoshkin M.V., Frolov A.S., Piskarev M.A., Harisov A. U., Koloda A.V. *How technology obsolescence goes unnoticed: the history of development and new information about the work of downhole samplers*. Russian industry energy conference, 3–5 October 2023. 2023; 16.
 8. Bondarev R.V., Siraeva I.R., Sergeev G.D., Valeeva A.I., Safiullina A.I., Lobanov A.A. Heuristic algorithm for calculating the component composition of recombination gas without an adapted equation of state. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2024;2(15):97–121.
 9. Ashmryan K.D., Volpin S.G., Kovaleva O.V. *Methodological guide for determining the phase state (liquid — solid phase) of reservoir oils in the development of oil fields*. 2020; 40 с.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

А.А. Лобанов — разработал общую концепцию статьи, подготовил текст статьи, подготовил рисунки к статье, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

А.В. Южанинов — принял участие в редактировании разделов и заключения, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

В.А. Коваленко — принял участие в редактировании разделов и заключения, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Alexey A. Lobanov — developed the article general concept, prepared the text of the article, prepared the figures for the article, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

Andrey V. Yuzhaninov — took part in editing of the article main parts and conclusion, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

Vyacheslav A. Kovalenko — took part in editing of the article main parts and conclusion, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

Р.В. Бондарев — принял участие в редактировании разделов и заключения, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

И.А. Тихомиров — принял участие в редактировании разделов и заключения, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

М.А. Аксенов — принял участие в редактировании разделов и заключения, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

М.А. Звонков — принял участие в редактировании разделов и заключения, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

В.Л. Каспирович — принял участие в редактировании разделов и заключения, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Т.С. Юценко — принял участие в редактировании разделов и заключения, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

И.И. Газизуллин — принял участие в редактировании разделов и заключения, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

А.А. Охотникова — приняла участие в редактировании разделов и заключения, окончательно утвердила публикуемую версию статьи и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

А.В. Волков — принял участие в редактировании разделов и заключения, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Д.Ю. Колупаев — принял участие в редактировании разделов и заключения, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Roman V. Bondarev — took part in editing of the article main parts and conclusion, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

Igor A. Tikhomirov — took part in editing of the article main parts and conclusion, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

Maxim A. Aksenov — took part in editing of the article main parts and conclusion, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

Michael A. Zvonkov — took part in editing of the article main parts and conclusion, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

Vladimir L. Kaspirovich — took part in editing of the article main parts and conclusion, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

Taras S. Yushchenko — took part in editing of the article main parts and conclusion, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

Ilnur I. Gazizullin — took part in editing of the article main parts and conclusion, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

Alexandra A. Okhotnikova — took part in editing of the article main parts and conclusion, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

Alexey V. Volkov — took part in editing of the article main parts and conclusion, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

Dmitry Yu. Kolupaev — took part in editing of the article main parts and conclusion, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Алексей Александрович Лобанов* — кандидат технических наук, эксперт, Группа компаний «Газпром нефть»; доцент, Казанский федеральный университет
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,
ул. Почтамтская, д. 3–5.
420008, Россия, Респ. Татарстан, г. Казань,
ул. Кремлевская, д. 18.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru
SPIN-код: 4342-5177
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-6085-4636>
Scopus Author ID: 57204039678

Андрей Васильевич Южанинов — эксперт, Группа компаний «Газпром нефть»

Вячеслав Андреевич Коваленко — руководитель направления по отбору проб пластовых флюидов, Группа компаний «Газпром нефть»; Казанский федеральный университет

Роман Владимирович Бондарев — инженер, Казанский федеральный университет

Игорь Александрович Тихомиров — начальник управления, Группа компаний «Газпром нефть»

Максим Анатольевич Аксенов — заместитель генерального директора по геологии и разработке — Главный геолог, Группа компаний «Газпром нефть»

Михаил Алексеевич Звонков — руководитель направления по отборам проб пластовых флюидов, Группа компаний «Газпром нефть»

Владимир Леонидович Каспирович — руководитель направления, Группа компаний «Газпром нефть»

Тарас Сергеевич Ющенко — к.ф.-м.н., руководитель направления по PVT и работе скважин, Группа компаний «Газпром нефть»

Ильнур Ильдусович Газизуллин — начальник отдела — руководитель проекта по развитию ресурсной базы, Группа компаний «Газпром нефть»

Александра Алексеевна Охотникова — руководитель программы, Группа компаний «Газпром нефть»

Алексей Владиславович Волков — руководитель направления по геологии и разработке, Группа компаний «Газпром нефть»

Дмитрий Юрьевич Колупаев — генеральный директор, Группа компаний «Газпром нефть»

Alexey A. Lobanov* — Cand. Sci. (Tech.), Expert, Gazprom нефт company group; Assistant Professor, Kazan Federal University
3–5, Pochtamtamskaya str., 190000,
Saint Petersburg, Russia.
18, Kremlevskaya str., 420008, Rep. Tatarstan, Kazan, Russia.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru
SPIN-code: 4342-5177
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-6085-4636>
Scopus Author ID: 57204039678

Andrey V. Yuzhaninov — Expert, Gazprom нефт company group

Vyacheslav A. Kovalenko — Head of direction of Reservoir Fluid Sampling, Gazprom нефт company group; Kazan Federal University

Roman V. Bondarev — Engineer, Kazan Federal University

Igor A. Tikhomirov — Head of the Department, Gazprom нефт company group

Maxim A. Aksenov — Deputy General Director for Geology and Development — Chief Geologist, Gazprom нефт company group

Mikhail A. Zvonkov — Head of reservoir fluid sampling, Gazprom нефт company group

Vladimir L. Kaspirovich — Head of direction, Gazprom нефт company group

Taras S. Yushchenko — Cand. Sci. (Phys.-Math.), Head of PVT and well operations, Gazprom нефт company group

Ilnur I. Gazizullin — Head of the Department — Head of the project for the development of the resource base, Gazprom нефт company group

Alexandra A. Okhotnikova — Program Manager, Gazprom нефт company group

Alexey V. Volkov — Head of the Geology and Development Direction, Gazprom нефт company group

Dmitry Yu. Kolupaev — General manager, Gazprom нефт company group

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author